

*Лиинтин И.А.*

*Студент магистратуры*

*1 курс, Инженерная школа природных ресурсов*

*Национальный исследовательский Томский политехнический*

*университет*

*Россия, г. Томск*

## **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ПОСЛЕДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

***Аннотация:** В настоящее время основная площадь Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения вступила в завершающую стадию разработки, характеризующуюся низкими пластовыми давлениями, большой степенью обводнённости, разрушающимся коллектором и достаточно низким техническим состоянием самих скважин. В работе рассматриваются различные методы, позволяющие продлить срок эксплуатации подобных месторождений.*

***Ключевые слова:** Ямбургское НГКМ, обводнение, продувка скважин, концентрические лифтовые колонны, самозадавливание.*

***Annotation:** At present, the main area of the Yamburgskoye oil and gas condensate field has entered the final stage of development, characterized by low reservoir pressures, a high degree of water cut, a collapsing reservoir and a rather low technical condition of the wells themselves. The paper discusses various methods that extend the life of such deposits.*

***Keywords:** Yamburgskoye oil and gas condensate field, flooding, well purging, concentric lift columns, self-pressing.*

В мировой практике существует ряд технологий для обеспечения эффективной эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений. Они включают в себя работы по изоляции водопритока в рамках капитального ремонта бездействующих скважин, а также применение различных способов, создающих условия для удаления жидкости на действующем фонде скважин. При этом способы удаления жидкости с забоя скважин можно разделить условно на технологические, технические и механизированные методы.

***Технологические методы подъёма жидкости:*** поддержание устьевых термобарических рабочих параметров скважин, обеспечивающих скорости восходящего потока газа для устойчивого выноса жидкости (при достаточных продуктивных характеристиках); использование различных вспенивающих жидкость ПАВ (твёрдых в виде стержней или растворов, анионоактивных и неанионоактивных, пониженной или повышенной плотности) в зависимости от геолого-технических особенностей конкретной скважины; периодическая продувка скважины на факельную установку для освобождения ствола от жидкости (как вынужденная мера).

***Технические методы подъёма жидкости:*** замена существующих лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра с целью повышения скорости восходящего потока по мере снижения продуктивности скважин.

***Механизированные методы подъёма жидкости:*** подъём жидкости с помощью газлифтных технологий; подъём жидкости с помощью механизированных лебёдок; подъём жидкости с помощью глубинных насосов; подъём жидкости с помощью концентрических лифтовых колонн.

Каждый из этих методов имеет свою область применения, в данной работе рассмотрим три из них: технологические продувки скважин, замена лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра, эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам [1].

*Технологические продувки скважин* сопровождаются значительными потерями газа и используется как вынужденная мера. Во время продувки давление на устье скважины снижается, а дебит и, соответственно, скорость газа на забое и в лифтовой колонне увеличивается. Промысловый опыт свидетельствует о том, что с увеличенным дебитом скважина должна работать как минимум 30 минут, при этом нередко для эффективной продувки требуется больше времени – до двух часов и более.

В зависимости от интенсивности скопления жидкости в скважине устанавливается периодичность проведения продувок, общее число которых по отдельным скважинам может составлять от 30 до 150 раз в год.

Эти работы сопровождаются большими выбросами газа в атмосферу, что приводит к загрязнению окружающей среды. Во время продувок депрессия на пласт значительно увеличивается, что чревато разрушением ПЗП. Также после окончания каждой продувки часть воды по внутренней поверхности труб лифтовой колонны стекает обратно на забой [2].

*Замена лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра.* Увеличение скорости газа в подъёмнике скважины в результате уменьшения диаметра лифтовых колонн также способствует выносу скважинной жидкости. В данном случае ГТМ по замене колонн на меньший диаметр приводят к увеличению гидравлического сопротивления подъёмника скважины, к снижению его пропускной способности и производительности, при которых условия для выноса жидкости сохраняются практически на прежних уровнях. Также снижается рабочая температура на устье скважины, что создает предпосылки для гидратообразования. ГТМ должны в обязательном порядке сопровождаться интенсификационными работами, от успешности которых во многом будет зависеть эффективность замены труб. В отдельных случаях с целью обеспечения устойчивого выноса жидкости достаточна будет интенсификации притока газа без замены труб на меньший диаметр.

Как показывает промысловый опыт, замена лифтовых колонн на трубы

меньшего диаметра при уменьшении разницы между пластовым и устьевым давлением целесообразна на скважинах с относительно низкой продуктивностью. Одновременно следует учитывать возможное снижение дебита на 7-30 % из-за их ухудшения ФЕС пласта в результате кольматации порового пространства технологическими жидкостями, применяемыми при КРС.

В настоящее время замена лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра проводятся лишь при плановых работах по капитальному ремонту скважин.

*Эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК).*

При эксплуатации скважины по КЛК газ на забое разделяется на два потока. Для этого в лифтовую колонну, по которой скважина эксплуатировалась в предшествующем периоде, спускается вторая колонна труб меньшего диаметра. Таким образом, отбор газа может производиться как одновременно по вновь спущенной колонне и кольцевому пространству, так и отдельно. На устье потоки газа объединяются и поступают в газосборный коллектор.

На трубопроводе из межтрубного кольцевого пространства устанавливается регулирующий клапан, с помощью которого изменяется размер проходного сечения. При его уменьшении скорость подъема и объем газожидкостной смеси в центральной лифтовой колонне возрастают и становятся достаточными для выноса жидкости. Диаметр этих труб подбирается так, чтобы вынос жидкости происходил достаточно быстро и большую часть времени скважина работала по двум лифтовым колоннам с минимальным ограничением дебита.

В отечественной практике эта технология широко использовалась в течение нескольких десятилетий на газовых месторождениях Краснодарского и Ставропольского краев, Украины, Узбекистана.

В 2008 году технология эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам была внедрена на 2 скважинах Медвежьего НГКМ, в 2012 году на 2 скважинах Уренгойского НГКМ.

Применение технологии КЛК на скважинах месторождения позволило

стабилизировать их работу и полностью отказаться от продувок скважин. В промысловых условиях была подтверждена возможность и эффективность технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки месторождений в условиях Крайнего Севера [3].

Промысловый опыт эксплуатации на северных месторождениях первых газовых скважин по технологии с КЛК свидетельствует о достигнутом положительном эффекте в части стабилизации их работы. Процесс выноса воды стал управляемым и контролируемым, однако осталась одна процедура – необходимость глушения скважины для спуска центральной лифтовой колонны. К известному отрицательному воздействию технологической жидкости на призабойную и удаленную зоны пласта добавляется временной фактор. Проведение работ на скважине связано с продолжительным простоем (от 1 до 3 месяцев) и значительными капитальными затратами. Выход скважины на рабочий режим может растянуться на месяцы. Проблематичным становится достижение доремонтного дебита, и не исключена потеря скважины [4].

**Выводы.** Технологические продувки скважин в атмосферу хоть и эффективны, но приводят к безвозвратным потерям газа и газового конденсата, загрязнению окружающей среды, что недопустимо, поэтому они могут проводиться только как временная и вынужденная мера.

Замена НКТ на трубы меньшего диаметра сопровождается снижением производительности скважины в результате роста гидравлического сопротивления подъемника, к сложностям её эксплуатации совместно с соседними высокодебитными скважинами куста.

Практически все эти методы, в том числе, подача ПАВ в скважины; замена лифтовых колонн на трубы с меньшим диаметром; эксплуатация газовых скважин с помощью плунжерного лифта, успешно применялись, но, по мере естественного ухудшения условий разработки месторождений, эти технологии исчерпали свой потенциал. Так, технология подачи ПАВ имеет узкую область

применения из высокого расположения башмака лифтовой колонны, после замены НКТ происходило снижение дебита скважины из-за необходимости ее глушения и уменьшения проходного сечения, а технология плунжерного лифта не получила распространения из-за низкой надежности существующих конструкций плунжеров больших диаметров.

Кроме того, выполнение реконструкции скважин связано с их глушением, что неизбежно приводит к кольматации ПЗП, увеличению скин-фактора, снижению ФЕС и насыщению призабойной зоны пласта технологическими жидкостями – и к снижению их продуктивных характеристик в целом. Как показывает опыт, после замены НКТ с глушением в условиях аномально низких пластовых давлениях рабочий дебит газовой скважины сеноманской залежи снижается на 20-50 % в результате кольматации ПЗП технологическими жидкостями КРС и невозможности создания достаточных депрессий на пласт для качественного освоения скважины после ремонта.

Таким образом, все методы подъема жидкости с забоя скважины на поверхность имеют свои достоинства и недостатки, область конкретного приложения в зависимости от её геолого-технического состояния.

Обзор вышеприведенных технологий свидетельствует, что универсального способа эксплуатации обводненных газовых скважин не существует. Как известно, конкретная технология должна отвечать ряду переменных факторов, варьируемых в заданном диапазоне геолого-технического и экономического характера. С выходом значений факторов за установленные пределы действие ограничительных условий становится решающим. Это является причиной отказа от дальнейшего применения и становится побуждающим мотивом для разработки и внедрения новых решений.

В настоящее время условиям дальнейшей эксплуатации газовых скважин с накоплением жидкости на забое Ямбургского месторождения в наибольшей степени удовлетворяет технология работы по концентрическим лифтовым колоннам. В тоже время ее эффективность может быть значительно выше при

решении задачи по реализации спуска дополнительной лифтовой колонны без проведения капитального ремонта и глушения скважины.

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Колмаков А.В., Кротов П.С., Кононов А.В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа. - СПб.: ООО «Недра», 2012. – 176 с.
2. Мельникова Е.В. Прогнозирование депрессии при освоении скважин на основе анализа геолого-промысловой информации / Известия ВУЗов. Северо-Кавказский регион. – 2017. - №3-1. – С. 83-90.
3. Саранча А.В., Саранча И.С. Низконапорный газ сеноманских залежей ЯНАО // Академический журнал Западной Сибири. - 2014. - Т. 10. - № 3 (52). - С. 146-147.
4. Саранча А.В. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа / Саранча А.В., Саранча И.С., Митрофанов Д.А., Овезова С.М. // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - № 1. - С. 163-171.